

# 天津市落实全国统一电力市场体系实施方案

为进一步深化电力体制改革，加快完善适应新型能源体系的市场和价格机制，加快融入全国统一电力市场体系，在全国范围内实现电力资源市场化高效配置，根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）有关精神，特制定如下实施方案：

## 一、工作目标

积极落实国家关于构建全国统一大市场、深化电力体制改革、建设新型电力系统有关要求，在确保电力系统安全可靠运行的基础上，实现电力市场运行畅通有序、交易规则统一高效、利益分配公平合理，为保障能源安全、经济社会发展和绿色低碳转型提供有力支撑。

到2030年，全面融入全国统一电力市场体系，有序推动我市各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场。落实跨省跨区和省内交易衔接融合，电力现货市场平稳运行，实现电力资源在更大范围内的优化配置和高效利用。

## 二、重点任务

### （一）推动电力资源优化配置

1. 优化电力市场机制建设。优化各类型电源市场化结构，推动省间省内的新能源与常规火电同台竞价，促进区域电力互济互保。深化跨省跨区交易与省内交易的衔接融合，推动电力资源在更大范围内优化配置。加快我市与各地电力交易平台互联互通、交易信息共享互认，实现电力市场经营主体“一地注册、全国共享”。

2. 扩大跨省跨区交易规模。加快跨省跨区输电通道布局建设，推动大同一天津南特高压输电工程于 2027 年建成投运。优化完善本地 500 千伏主干网架以及 220 千伏电网分区，提升可再生能源并网消纳能力。落实国家有关跨省跨区优先发电计划，多方向扩展省间购电来源，进一步提高跨省跨区输电规模和清洁能源输送占比。充分利用跨省跨区输电通道容量，按需开展电力保供错峰交易，提升电网大负荷期间电力保障能力。

### （二）健全电力市场各项功能

1. 加快推进电力现货市场建设。按照国家有关要求，京津冀协同联动，加快推动电力现货市场建设，力争 2026 年底前进入模拟试运行阶段。在电力现货市场稳定运行的基础上，稳妥推动电力用户参与省间现货交易。强化现货市场与中长期市场、辅助服务市场等其他市场在交易时

序、价格、结算等方面的衔接，充分发挥市场机制作用。

2. 强化中长期市场签约履约。充分发挥电力中长期交易压舱石作用，推动跨省跨区优先发电计划通过年度中长期合同足额落实，夯实电力保供基本盘。完善中长期市场交易机制，推动中长期市场向更高频次和更灵活方式发展，经营主体中长期合同签约、履约比例必须满足国家能源安全保供要求。

3. 开展辅助服务市场制度研究设计。结合电力现货市场运行情况，加强京津冀地区调频、备用、爬坡等辅助服务市场机制的研究设计，推动实现各类辅助服务市场与现货市场联合出清，按照“谁受益、谁承担”原则，有效传导辅助服务成本。

4. 完善绿色电力消费及认证机制。聚焦扩大绿色电力消费规模，研究建立强制消费与自愿消费相结合的绿证消费制度。适时推动发用侧双方签订绿证中长期购买协议，扎实做好绿证核发全覆盖工作。按照国家部署要求，支持农林生物质发电项目参与全国温室气体自愿减排交易市场。强化绿色电力消费溯源，研究将绿证纳入碳排放核算的可行路径。积极通过绿色电力交易形式落实省间新能源优先发电规模计划，推广多年期交易合同、聚合交易等多种绿色交易模式。

5. 有序推进容量市场机制研究。结合我市能源结构调

整情况及京津唐电网运行实际，统筹京津冀电力市场容量需求与贡献，落实煤电、气电容量电价政策，适时研究建立抽水蓄能、新型储能等调节性资源的容量电价机制，待电力现货市场连续运行后，有序推动建立发电侧可靠容量补偿机制，支撑服务新型电力系统建设。持续推进容量市场研究，通过容量市场提升兜底保供能力，切实保障煤电等支撑性调节电源可持续发展，服务京津冀协同发展。

6. 规范零售市场建设管理。规范零售市场交易行为，加强零售市场监督管理。探索建立科学合理的批发零售价差传导方式，健全电力零售商城交易功能，促进电力零售交易公开透明，实现代理购电用户按月办理注册入市。在电力现货市场运行后，加强分时电价机制与现货市场的衔接，通过分时价格信号引导需求侧资源主动参与系统调节。强化售电公司规范管理，引导售电公司向综合能源服务商转型升级。加强电力市场服务保障能力，提升零售用户市场风险意识。

### （三）促进各类经营主体积极参与电力市场

1. 推动发电侧主体参与电力市场。落实新能源可持续发展价格结算机制，鼓励新能源企业与用户开展多年期交易。推动分布式电源公平承担系统调节成本，支持分布式新能源以聚合交易、直接交易等模式参与市场。进一步优化煤电机组运营模式，合理确定机组最小开机方式和调峰

深度，支持其上网电量参与各市场化交易类型。结合电力现货市场运行情况，探索政府合约方式对基础调节性电源的兜底保障作用，研究推动我市燃气电源进入电力市场，研究煤电机组在重污染天气预警期间降低交易电量的鼓励机制。

2. 扩大参与电力市场用户范围。按照国家有关要求，完善落实代理购电偏差结算和考核制度，逐步缩小电网代理购电规模。自 2027 年起，推动我市 35 千伏及以上用户全部直接参与电力市场，10 千伏用户自 2028 年起全部直接参与电力市场，到期未注册入市的上述用户作为市场化兜底客户，其全部工商业用电量暂按批发用户超用电量价格结算。同步优化代理购电各类电源参与电力直接交易市场的衔接政策。研究完善电力需求侧资源利用，加快推进我市虚拟电厂建设发展。

3. 促进新型经营主体参与电力市场。规范虚拟电厂等新型经营主体灵活参与电力市场机制，公平承担输配电费用、系统调节责任和社会责任，按规定缴纳政府性基金及附加等费用。

#### （四）构建统一完善的电力市场制度体系

1. 加强电力市场规则体系建设。因地制宜，制定电力市场实施细则和工作方案，做好与国家规则的衔接和统一。在国家发展改革委、国家能源局的指导下，规范参与

京津冀电力市场规则的起草、修订、审议工作，建立定期修订制度。

2. 建立健全电力市场治理体系。构建完善的电力市场治理体系，充分发挥政府主管部门、电力市场监管机构、电力市场管理委员会、交易机构、调度机构等作用，形成合力，整治不当干预电力市场交易行为，积极维护市场秩序。

3. 完善电价管理及输配电价制度。严格落实国家政策要求，进一步规范我市电力价格管理工作，不得违法违规出台优惠电价政策。强化自然垄断环节价格监管，配合国家做好输配电价核定工作，与区域电网以及跨省跨区专项工作等输配电价工作做好衔接。

4. 推进电力市场设施平台标准化。完善我市电力市场技术支持系统，遵循国家统一的平台架构、技术标准、核心功能、交互规范等要求，在经营主体接入、市场信息披露、交易结算开展、数据模型制定等方面实现标准化，支撑全国统一电力市场数据信息纵向贯通、横向互联。

5. 落实电力市场信用评价要求。全面启动电力市场信用评价工作，严格按照国家统一标准，对各类经营主体开展规范化信用评价。积极探索虚拟电厂、新型储能等新兴经营主体纳入评价的可行路径，稳步推动信用评价由重点主体向全市场主体覆盖，加快构建以信用为基础、分级分

类的市场管理机制，为营造公平诚信、规范有序的电力市场环境提供坚实保障。

### 三、政策协同

1. 推动电力规划与市场协同发展。依据全国电力规划要求，编制我市电力规划，在制定和调整我市电力规划时充分考虑电力供需平衡以及市场化条件等因素，有效引导本地电源规划特别是可再生能源项目布局和电网规划协同发展。

2. 建立应急处置与风险防控制度。会同华北能源监管局，研究建立电力市场应急处置制度，按照有关程序对电力市场风险进行监测预警和防范处置。明确在必要情况下授权电力市场运营机构对市场进行干预的适用情形、范围方式、事后报告等工作机制。

3. 落实完善电力市场评价工作。按照国家统一标准和平台机制，高质量完成我市电力市场相关信息填报和参评工作，强化评价结果的分析运用和横向交流，持续完善我市电力市场机制。

### 四、组织落实

在国家发展改革委、国家能源局领导下，加强多部门协同配合，扎实推进我市电力市场机制建设完善。市工业和信息化局将会同华北能源监管局、市发展改革委、市生态环境局、国网华北分部、市电力公司、天津电力交易中

心等有关方面加快落实重点工作任务目标及工作计划，上下联动，统筹推进，加强政策宣传解释，推动各项政策措施落地见效。